

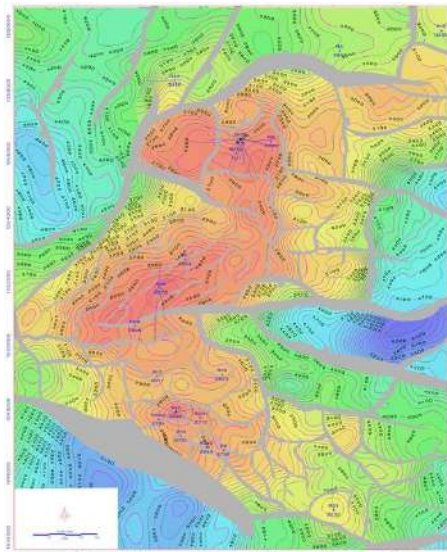
В структурных планах по СГ-11 и СГ-10, в значительной степени, сохраняются основные черты поверхности фундамента. Практически все нарушения является продолжением системы разломов фундамента по двум основным направлениям: субмеридианальному и широтному, по которым, также, происходила инверсия тектонических движений в конце раннего миоцена.

В плане по СГ-8, на различных участках выделяются пологие антиклинальные своды небольших размеров. Система нарушений субмеридианального направления формировалась в процессе растяжения и гравитационного сползания блоков.

Малоамплитудные структуры и сбросы в толще миоцена отражают спокойный платформенный этап геологического развития территории в данном периоде.

Центральный участок соответствует поднятию Центральный Дракон, в пределах которого выделяется три части: северную, центральную и южную (рис. 2), образованные выступами фундамента.

Северная часть участка в структурном отношении представляет собой изометричный купол размерами по изогипсе -2850 м. - 4 x 3,5 км, амплитудой 170 м.



**Рис. 2 Структурная карта по СГ-АФ
Центрального участка**

Центральная часть представляет собой вытянутую, простирающуюся в северо-восточном направлении антиклинальную складку размерами по изогипсе -2850 м 4,0x3,5 км, амплитудой 450 м. С севера складка ограничена разрывным нарушением северо-западного простирания, с юга - нарушением широтного простирания. Этими нарушениями Средняя часть отделена от Северной и Южной. С запада и востока, участок ограничен субмеридианальными разломами амплитудой до 1000 м.

Южная часть по кровле фундамента отделяется от Центральной широтным сбросо-сдвигом, протяжённостью свыше 14 км и амплитудой от 50 м на западе до более 1000 м на востоке и представляет собой погружающийся в юго-восточном направлении выступ размерами 2,5 x 5 км, который оконтуривается изогипсой – 2900 м; амплитуда около 350 м.

В целом, Южная часть участка Центральный Дракон отличается от Центральной и Северной как по структурно-тектоническим, так и по литолого-стратиграфическим особенностям. Преобладающие разломы в Южной части имеют юго-восточное направление.

С юго-запада участок ограничен крупным сбросом юго-восточного простирания, амплитудой более 1500 м. На юго-востоке наблюдается моноклиналиное падение пород, где выделяется участок Седловина в пределах которого выделяются две небольшие локальные складки.

Литература

1. Технологическая схема разработки центрального участка месторождения Дракон / Нгуен Ван Дык, Иванов А.Н., Карапетов Р.В. и др. – Вунгтау: СП "Вьетсовпетро" НИПИморнефтегаз, 2014. - 282 с.
1. Хо Нам Чунг. Повышение эффективности эксплуатации скважин месторождений СП "Вьетсовпетро". Дисс. канд. техн. наук. 25.00.17. - Уфа, 2008. - 150с.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ АНТИТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК НА ОСНОВЕ ПОЛИАКРИЛАМИДА

М.Н. Немцев

Научный руководитель - старший преподаватель С.В. Фадеева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

В связи с колоссальными расстояниями, присущими объектам нефтехимического комплекса России, а также принимая во внимание специфику сбыта отечественных нефти и газа, можно прийти к выводу, что транспортировка углеводородов в данной отрасли играет одну из важнейших ролей.

Значительный рост добычи нефти, вызванный необходимостью производителей компенсировать потери прибыли в связи со сложившейся в последнее время отрицательной динамикой цен на нефть, и, как следствие, повышение объемов транспортировки данного продукта, стимулируют более гибкое использование трубопроводной сети.

В качестве достаточно действенного способа повышения эффективности эксплуатации трубопроводов зарекомендовало себя применение противотурбулентных присадок. Противотурбулентные присадки (ПТП) на основе полимерного сырья – это вещества со сложной, разветвленной структурой молекул, которые, при добавлении их в жидкие углеводороды, могут снижать гидравлические потери на трение со стенками трубопровода. Так при концентрации от 1 до 3 процентов ПТП в потоке УВ, эффективность транспортировки возрастает на 15-25 % для трубопроводов с различным поперечным сечением. Данный способ является гораздо менее затратным, чем строительство новых, либо расширение (лупингование) старых трубопроводов.

В последнее время применение ПТП в качестве средства повышения эффективности транспортировки углеводородов становится всё более и более активным. Как иллюстрация, около семи тысяч тонн данного продукта ежегодно применяется нефтегазовыми компаниями. Лидерами по производству и реализации ПТП заслуженно считаются такие компании как “Сonoco Phillips” и “Baker Hughes”. Обладая колоссальной научно-технической базой в данной области, перечисленные компании во многом определяют, как мировой, так и отечественный рынок противотурбулентных присадок.

Однако в современных условиях возрастающего санкционного давления со стороны зарубежных стран и, как следствие, актуализации проблемы импортозамещения встаёт необходимость разработки и внедрения технологии отечественных АТП, для чего нужно проанализировать существующие достижения в этой области. Цель настоящей работы – проанализировать существующие антитурбулентные присадки, предложить одну из них в качестве наиболее эффективной, представить технико-экономический анализ производства данной присадки в российских условиях и провести сравнение с зарубежными аналогами.

Как уже было сказано ранее, механизм действия АТП основан на аномальном снижении гидравлического сопротивления жидкости при добавлении в неё полимеров. Данный феномен впервые был всерьёз изучен Б.А. Томсом, учёным из Англии, сообщившим в 1948 г. о результатах опытов с разбавленными растворами высокомолекулярных полимеров с линейной структурой молекул, в результате которых удавалось снижать сопротивление трения в турбулентном потоке до 50-80 %. Впоследствии данный эффект получил название эффекта Томса.

Количественно величину эффекта Томса можно оценить различными способами. В данной работе рассматривается метод сопоставления массовых расходов жидкости при течении её через капилляр в турбулентном режиме. В результате соответствующих лабораторных исследований для нескольких различных веществ (полиэтиленоксид, натриевая соль карбоксиметилцеллюлозы, полиакриламид, полиэтиленоксид, а также катионный сополимер акриламида с гидрохлоридом диметиламиноэтилметакрилатом) удалось выявить полимер обладающий наибольшим значением величины эффекта Томса (а значит, являющийся наиболее эффективной антитурбулентной присадкой). Результаты данных исследований в виде графика зависимости эффекта Томса и концентрации полимера представлены на рисунке.

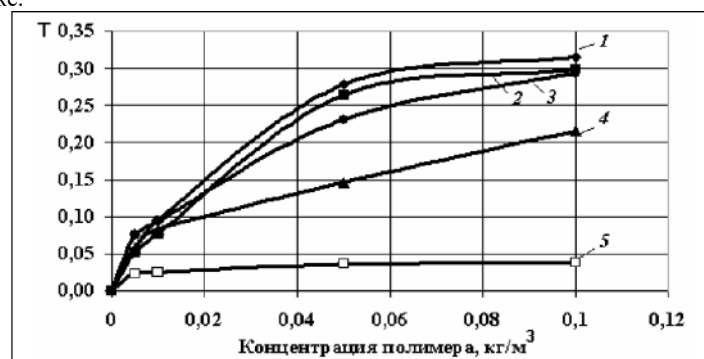


Рис. Снижение гидравлического сопротивления при различной концентрации полимеров: 1 – ПАА (полиакриламид); 2 - катионный сополимер акриламида; 3 - анионный сополимер акриламида; 4 – полиэтиленоксид; 5 - натриевая соль карбоксиметилцеллюлозы

Из данного графика видно, что наиболее эффективной антитурбулентной присадкой оказался полиакриламид, который практически при любой концентрации показал наибольшие значения эффекта Томса по сравнению с остальными исследуемыми веществами. В связи с вышесказанным, целесообразно привести технико-экономический анализ производства антитурбулентной присадки на основе данного полимера.

Оценка экономической эффективности производства АТП на основе полиакриламида и расчет ее себестоимости произведены согласно настоящим ценам и нормативам, характерным для Томской области, в соответствии с работами [2,3].

Себестоимость присадки складывается из затрат на сырье, материалы, энергоресурсы, общезаводских расходов и заработной платы (табл.).

Таблица

Калькуляция себестоимости АТП на основе полиакриламида

Статьи затрат	Затраты, р./т	Затраты на год, р.
Сырьё и материалы	77758,7	388793518
Энергоресурсы	919,46	4597288
Зарплата основных рабочих с отчислениями	1975,5	9877493
Общезаводские расходы	1968,27	9841357
Расходы на содержание и ремонт	1599,63	7998171
Цеховая себестоимость	84346,99	421734970
Общехозяйственные расходы (15 % от цеховой себестоимости)	12652,05	63260245
Заводская себестоимость:	96999,04	484995215
Коммерческие расходы (5 % от заводской себестоимости)	4849,95	24249761
Полная себестоимость	101849	509244976

Таким образом, полная себестоимость присадки составляет 101849 р./т, или \$ 1531 за 1 т при курсе доллара 66,53 р./\$. С учетом затрат на разработку проекта себестоимость возрастет до 173143 р./т (\$ 2602,5).

Произведенные экономические расчеты показали, что точка безубыточности производства составляет 557 т, критический объем реализации – 138,1 млн р., срок окупаемости проекта, рассчитанный по чистому дисконтированному доходу, – 19 мес. при норме дисконта 0,2 и частичной загрузке производства в первые 2 года. Удельные технологические энергозатраты составляют 780,2 МДж/т на 1 т готовой продукции.

В ходе работы, рассмотрена технологическая схема получения антитурбулентной присадки на основе полиакриламида для нефти и нефтепродуктов и рассчитаны экономические показатели ее производства. Показано, что присадка, полученная по данной технологии, может конкурировать с зарубежными аналогами, стоимость которых на российском рынке составляет от \$ 12000 за тонну.

Литература

1. Абдусаламов А.В., Манжай В.Н. Антитурбулентные присадки суспензионной формы для трубопроводного транспорта нефти // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2013. № 4. С. 102-106.
2. Несын Г.В. Получение высокомолекулярных добавок, увеличивающих пропускную способность нефтепроводов // автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора химических наук / Казанский государственный технологический университет. Казань, 2007
3. Коновалов К.Б., Несын Г.В., Полякова Н.М., Станкевич В.С. Разработка технологии и оценка эффективности производства антитурбулентной присадки суспензионного типа // автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора химических наук / Вестник науки Сибири. 2011. № 1 (1). С. 104-111.
4. Манжай В.Н. Количественное описание эффекта томса и применение его в трубопроводном транспорте нефти // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2009. № 2. С. 99-105.

ПОСТРОЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОЙ ПРОГРАММЫ УПЛОТНЯЮЩЕГО БУРЕНИЯ МЕТОДОМ СЕКТОРНОГО МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «Z»

А.А. Никонов, К.В. Синебрюхов

Научный руководитель - профессор П.Н. Зятиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день весомая часть месторождений России и, в частности, большая часть месторождений Томской области находятся на третьей и четвертой стадиях разработки. Для поддержания добычи на запланированных уровнях необходимо вовлекать в разработку новые, ранее не разрабатываемые залежи, запасы, приуроченные к низкопроницаемым коллекторам и запасы, неохваченные разработкой.

Одним из методов выработки не охваченной дренированием области пласта и повышения коэффициента извлечения нефти является уплотнение проектной сетки скважин при разработке месторождения [3, 4]. При уплотнении сетки скважин уплотняющим бурением необходимо точно определить локализацию не дренируемых запасов, для этого использовалась технология секторного математического моделирования [1, 2]. Данная технология с применением «Локального Измельчения Сетки» позволяет сохранить время за счет масштабирования проектируемого участка, а также увеличить точность локализации остаточных извлекаемых запасов за счет уменьшения размера сетки в модели [1].

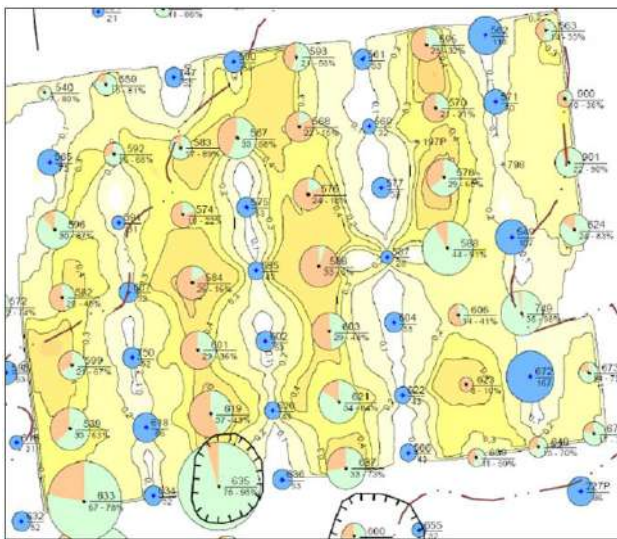


Рис. 1 Карта остаточных извлекаемых запасов на конец разработки (Базовый вариант)

На рисунке 1 приведена карта остаточных извлекаемых запасов на конец разработки базового варианта, построенная на секторной фильтрационной модели с измельчением сетки. Размер ячеек в целевой области составляет 20 на 20 м. Также для скважин во время добычи были заданы параметры гидравлического разрыва пласта в соответствии с FRAC-листами. В период нагнетания ориентация трещины и ее параметры задавались с целью воспроизведения обводненности на добывающих скважинах и вмещения закачки. После построения трещин ГРП была проведена адаптация модели на основе фактических параметров.

Для достижения проектного коэффициента извлечения нефти и выработки неохваченных воздействием остаточных запасов было предложено два варианта разработки данного сектора разрабатываемого месторождения, представленных на рисунке 2.